

SolPEG Blendgutachten Solarpark Kammerstein

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Kammerstein in Mittelfranken (Bayern)**

SolPEG GmbH
Solar Power Expert Group
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg

FON: +49 (0)40 79 69 59 36
FAX: +49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
<http://www.solpeg.de>

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	15
4.1	Ergebnisübersicht	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bundesstraße B466 West.....	15
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bundesstraße B466 Mitte.....	16
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bundesstraße B466 Ost.....	18
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Einmündung Dorfstraße auf B466	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	22
5.1	Zusammenfassung	22
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	22
6	Schlussbemerkung	22

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Kammerstein

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für PV Anlagen ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Kammerstein“ für die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Kammerstein“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der B466 und ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

Da aktuell kein angemessenes Regelwerk verfügbar ist, sind die gutachterlichen Ausführungen zu den rechnerisch ermittelten Simulationsergebnissen zu beachten.

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

¹ Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche der geplanten PV Anlage befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 400 m nördlich der Ortschaft Kammerstein, ca. 5,4 km südwestlich von Schwabach in Mittelfranken (Bayern). Südlich der Fläche verläuft die Bundesstraße 466. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 400 m nördlich der Ortschaft Kammerstein, ca. 5,4 km südwestlich von Schwabach in Mittelfranken (Bayern). Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	49.297°N, 10.967°O, 393 m ü. NN
Abstand zur B466	ca. 20 m – 25 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca.370 m (nicht relevant)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

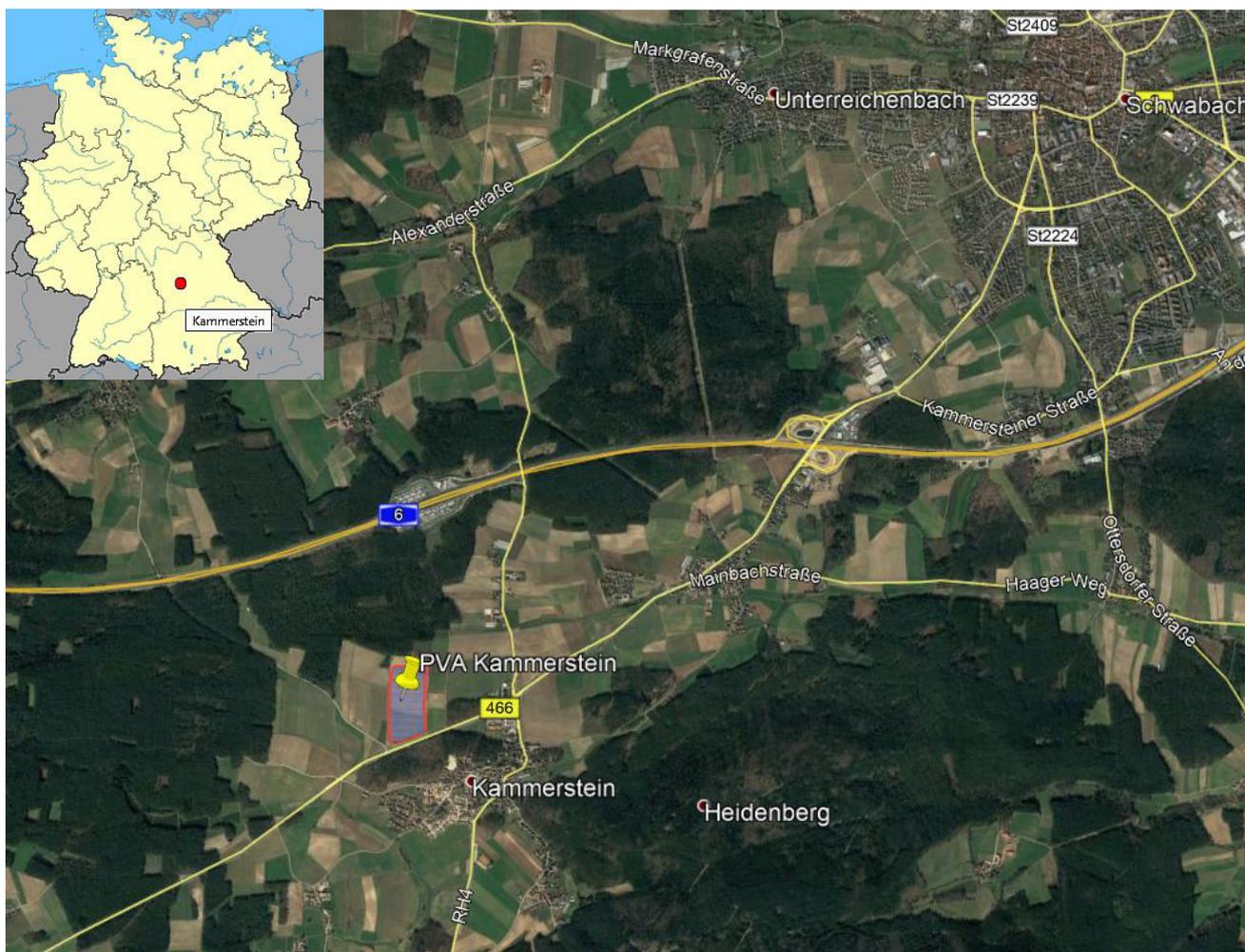


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung

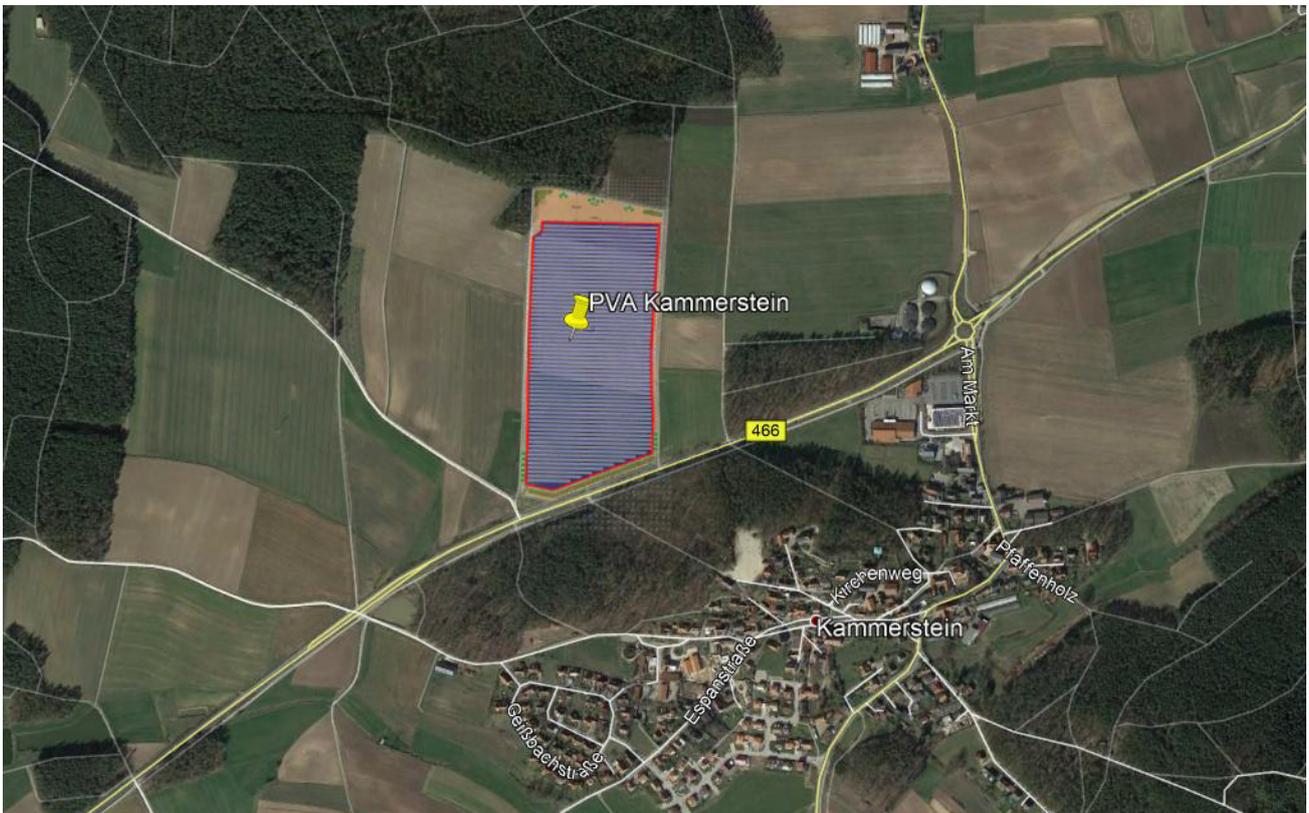


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

Detailansicht der PV Anlage



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

Fotos der PV Anlage und Umgebung. Blick von Südwesten nach Nordosten.



Bild 2.1.4: Blick Richtung Nordosten (Quelle: Jörg Ermisch, Ausschnitt)

Blick von Westen Richtung Osten, im Hintergrund die Ortschaft Kammerstein (nicht sichtbar).



Bild 2.1.5: Blick Richtung Osten (Quelle: Jörg Ermisch, Ausschnitt)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von PV Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV Modul absorbiert wird, da möglichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

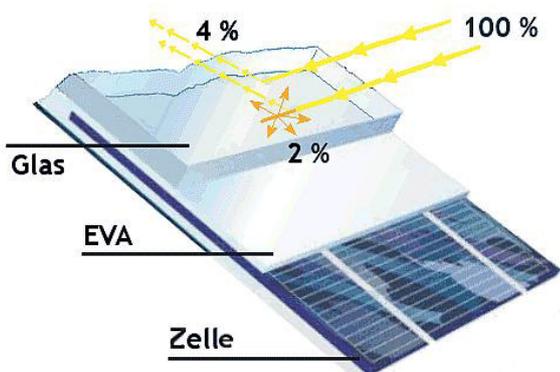


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

PV Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

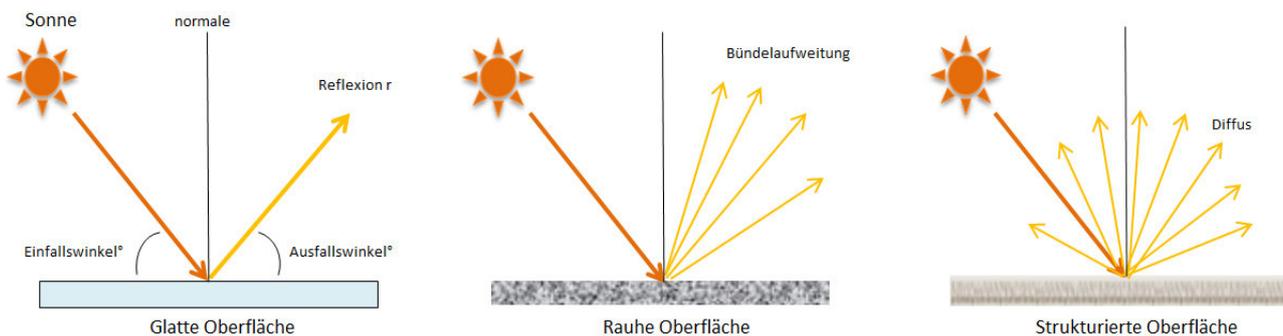


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Jinko mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Characteristics	
Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No.of cells	60 (6×10)
Dimensions	1665×1002×35mm (65.55×39.45×1.38 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA² zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung: γ_p , Azimut α_p) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$\cos(\theta_p) = -\cos(\gamma_s) \cdot \sin(\gamma_p) \cdot \cos(\alpha_s + 180^\circ - \alpha_p) + \sin(\gamma_s) \cdot \cos(\gamma_p)$$

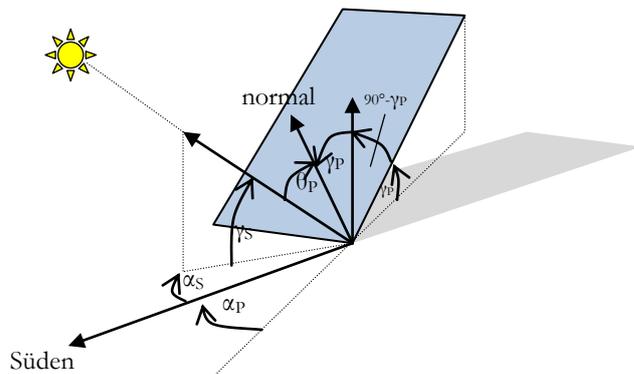


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁴, New Mexico überprüft.

² US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

³ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁴ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module, sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei Standard Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

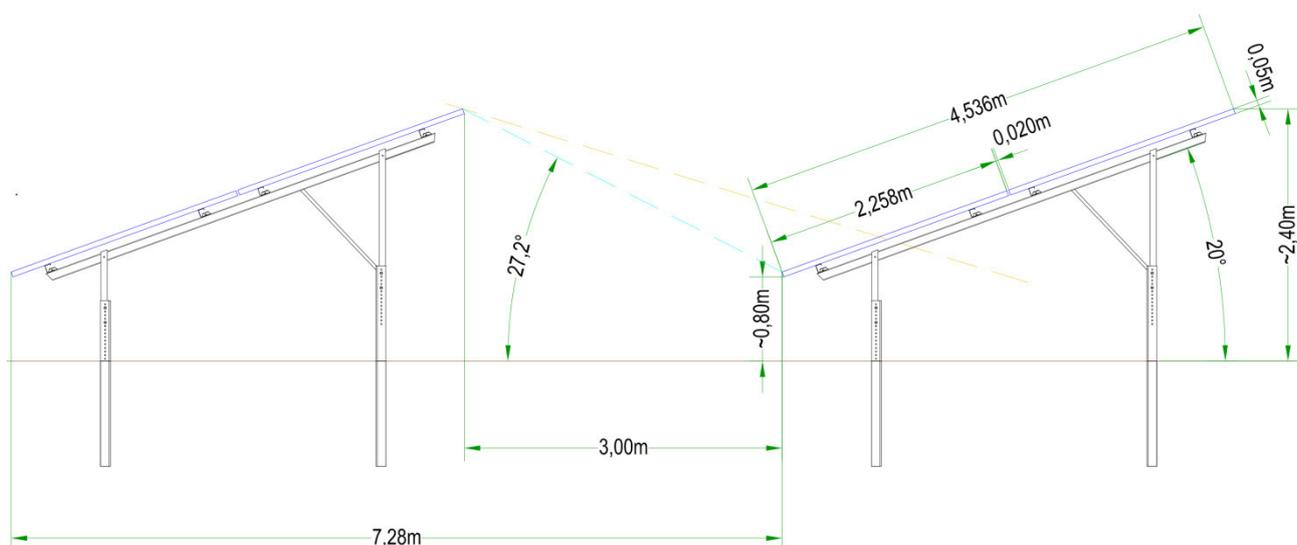


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Die für die Untersuchung der Reflexion wesentlichen Parameter der PV Anlage sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Jinko Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	2 Module hochkant übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. ca. 2,40 m (Abweichung wg. Gelände)
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁵	Fahrtrichtung +/- 20°

⁵ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

Vor diesem Hintergrund wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Kammerstein wurden insgesamt 4 Messpunkte im Verlauf der Bundesstraße B466 festgelegt. Standorte an umliegenden Gebäuden wurden nicht näher untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel und fehlender Sichtverbindung zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die untersuchten Messpunkte:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die gewählten Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "... **ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt.

Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.

Für Reflexionen durch PV Anlagen ist in der Licht-Leitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).

Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine rechtsverbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch Rotorblätter einer WEA erlassen oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von WEA Rotoren auf unbewegliche Installationen wie PV Anlagen ist unter Experten äußerst umstritten und vor diesem Hintergrund hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen durch PV Anlagen Vorrang vor den rechnerisch ermittelten Werten.

Allgemeiner Konsens ist die Notwendigkeit von weiterführenden Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belastigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belastigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

Während die Berechnungen möglicher Reflexionsrichtungen klar aus geometrischen Verhältnissen folgen, besteht hinsichtlich der Risikobewertung reflektierten Sonnenlichts noch erheblicher Klärungsbedarf...

Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der belastigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belastigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁶ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leutdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaikparks **könnten** auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

⁶ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von sog. clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen können nicht berechnet werden.

In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁷) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 60 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

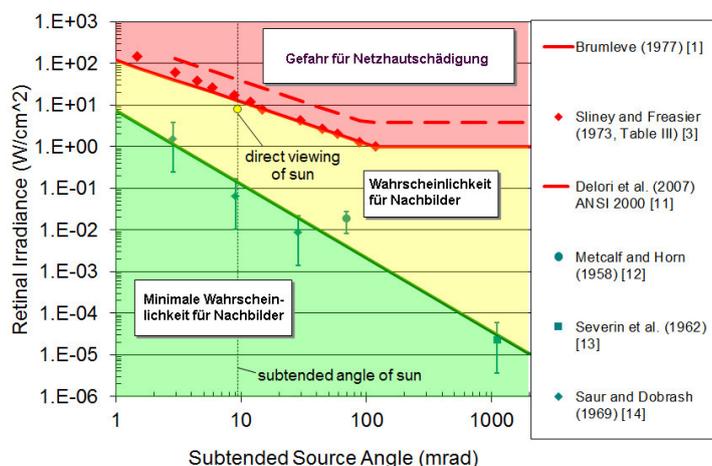


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁷ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁸ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: http://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2019_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Kammerstein wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

- Minimale Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder
- Geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Erläuterungen zu verwenden. Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	Reflexion [Minuten pro Jahr]
P1 Bundesstraße B466 West	n.n.
P2 Bundesstraße B466 Mitte	3337 ^{WG}
P3 Bundesstraße B466 Ost	2194 ^{WG}
P4 Bundesstraße B466 Südwest, Einmündung	n.n.

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

n.n. = nicht nachweisbar

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bundesstraße B466 West

Am Messpunkt P1 auf der B466 können bei der Fahrt Richtung Osten rein rechnerisch an 247 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen mehr nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern auf der Bundesstraße B466 durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bundesstraße B466 Mitte

Am Messpunkt P2 auf der B466 können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 15. April und dem 25. August für max. 29 Minuten pro Tag abends zwischen 17:55 bis 18:33 Uhr aus westlicher Richtung auftreten. Der Einfallswinkel der Reflexionen liegt mit ca. $+36^\circ$ bis $+78^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m) und ist daher zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

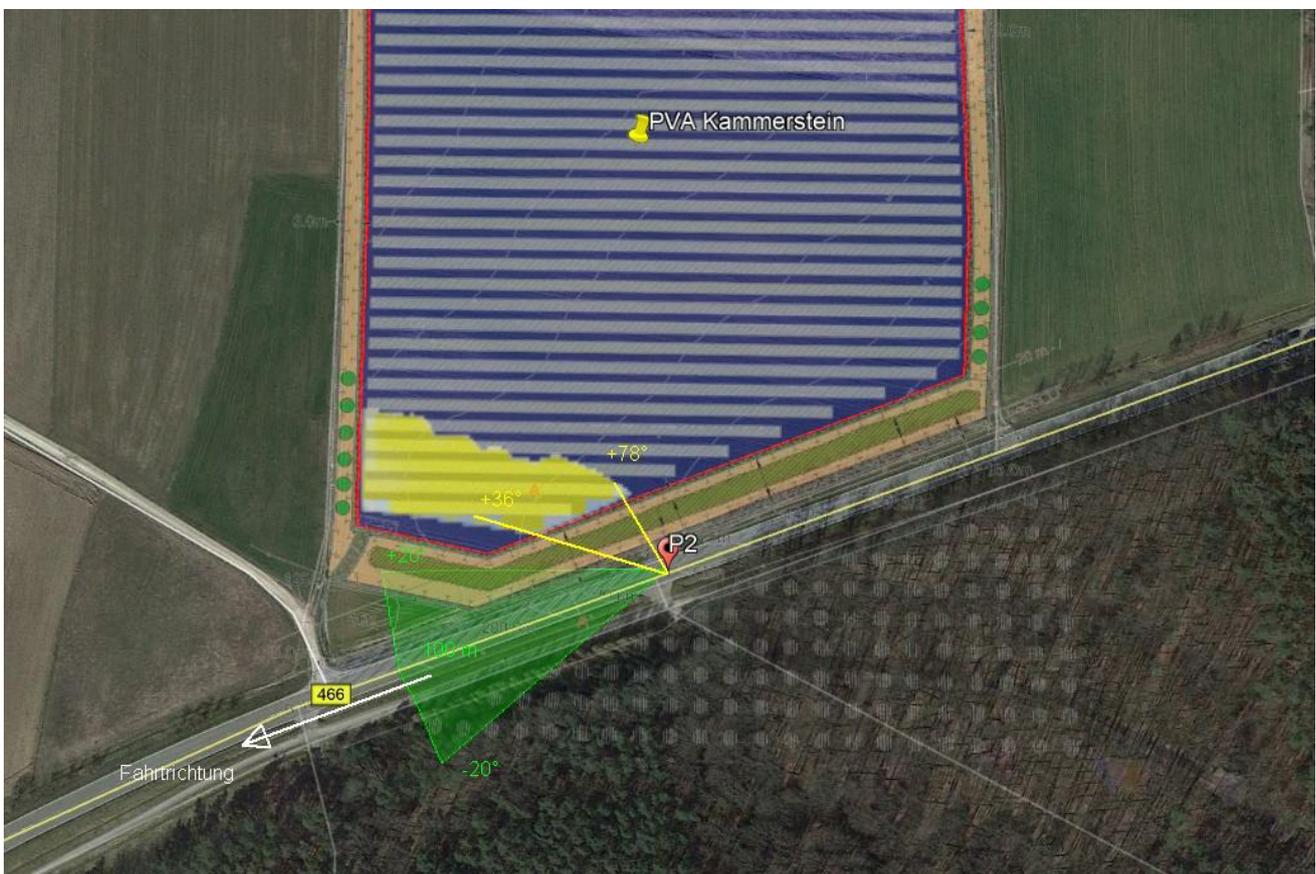


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P2 bei Fahrt Richtung Osten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Zusätzlich zur Bestandshecke (Höhe ca. 10 m, siehe Bild 4.3.3) wird lt. Planungsunterlagen der Grünstreifen zwischen der Fahrbahn und der PV Anlage bepflanzt, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Siehe auch Skizze 4.3.4.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Simulation des Sonnenstandes am Messpunkt P2 am 10. August abends um 18:15 Uhr. Der Strahlengang ist durch gelbe Pfeile symbolisiert und verdeutlicht, dass die tief stehende Sonne selbst die Ursache für potentielle Blendwirkungen darstellt – sofern der Fahrzeugführer den Blick von der Straße abwendet und in Richtung der untergehenden Sonne blickt.

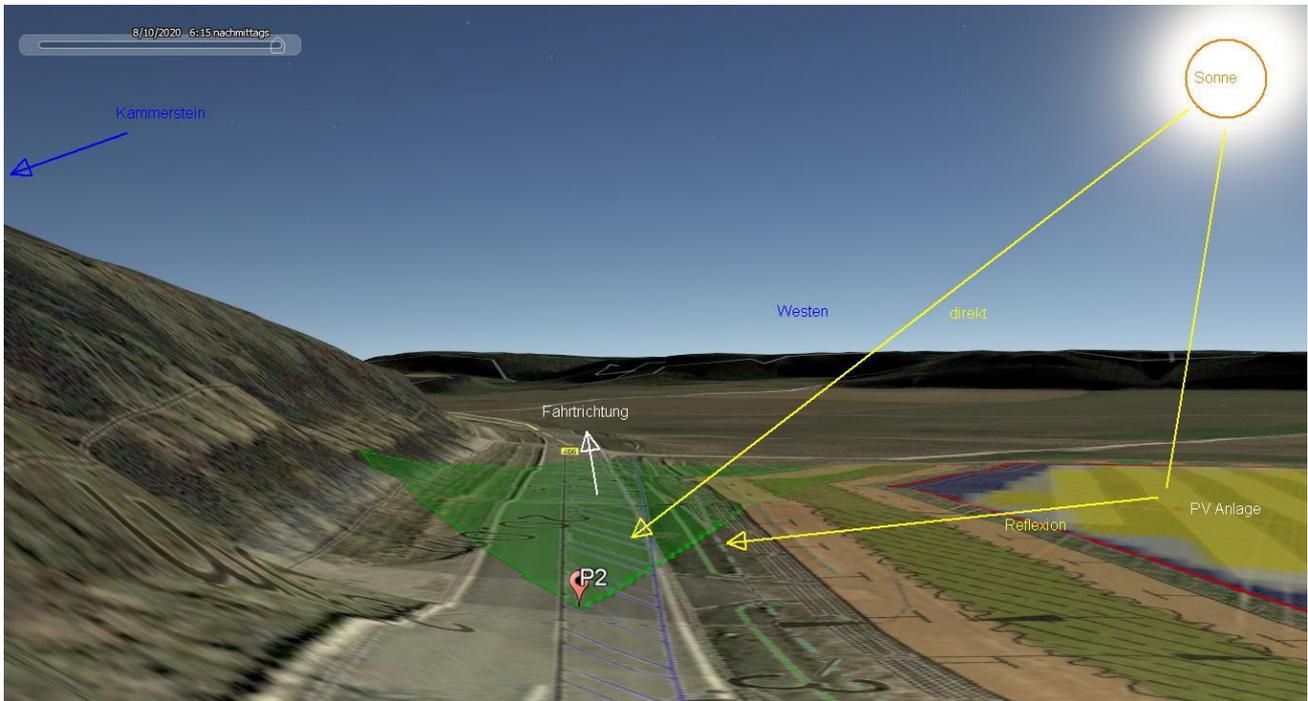


Bild 4.3.2: Simulation am Messpunkt P2, Blick Richtung Westen (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt die Situation in der Realität, Blick Richtung Südwesten. Rechts im Bild die Bestandshecke.



Bild 4.3.3: Bild im Bereich von Messpunkt P2, Blick Richtung Südwesten (Quelle: Jörg Ermisch, Ausschnitt)

Die folgende Skizze verdeutlicht die vorhandene und die geplante Begrünung zwischen der B 466 und der PV Anlage.

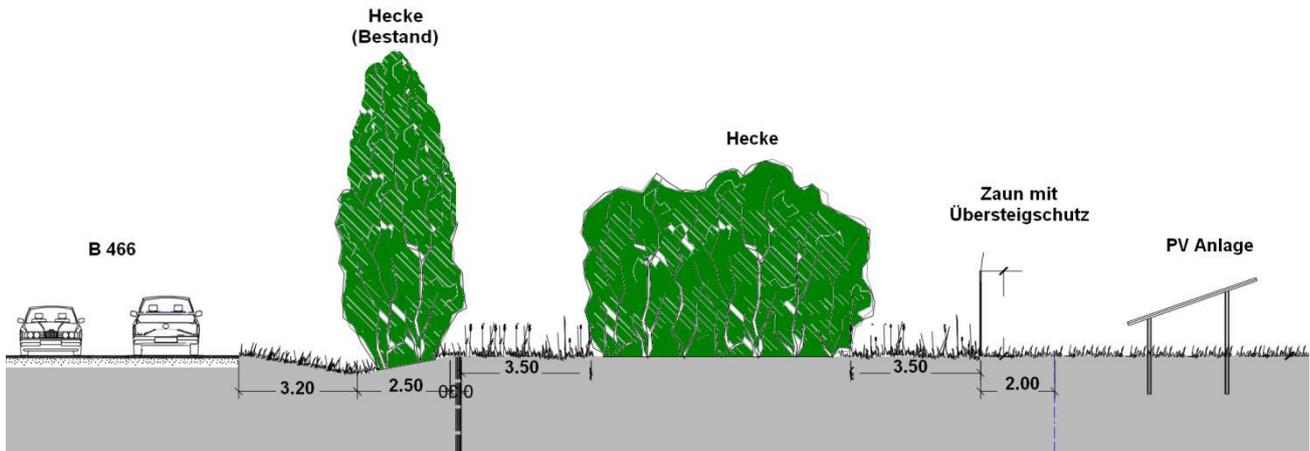


Bild 4.3.4: Vorhandene und die geplante Begrünung zwischen der B466 und der PV Anlage (Quelle: Planungsunterlagen)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bundesstraße B466 Ost

Am Messpunkt P3 auf der B466 können bei der Fahrt Richtung Westen theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 20. April und dem 21. August für max. 19 Minuten pro Tag abends zwischen 18:02 bis 18:33 Uhr aus westlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der Minuten pro Tag⁹ im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

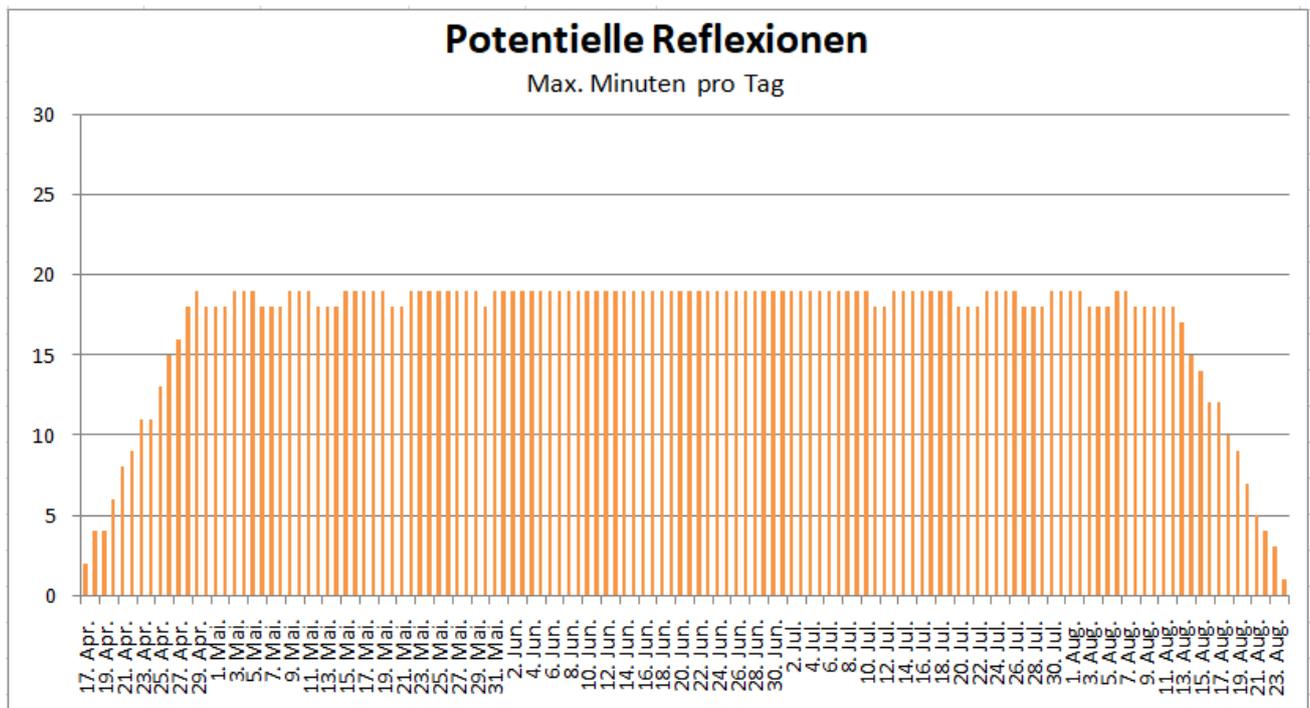


Bild 4.4.1: Reflexionen pro Tag im relevanten Zeitraum (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

⁹ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

Der Einfallswinkel der Reflexionen liegt mit $+28^\circ$ bis $+46^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

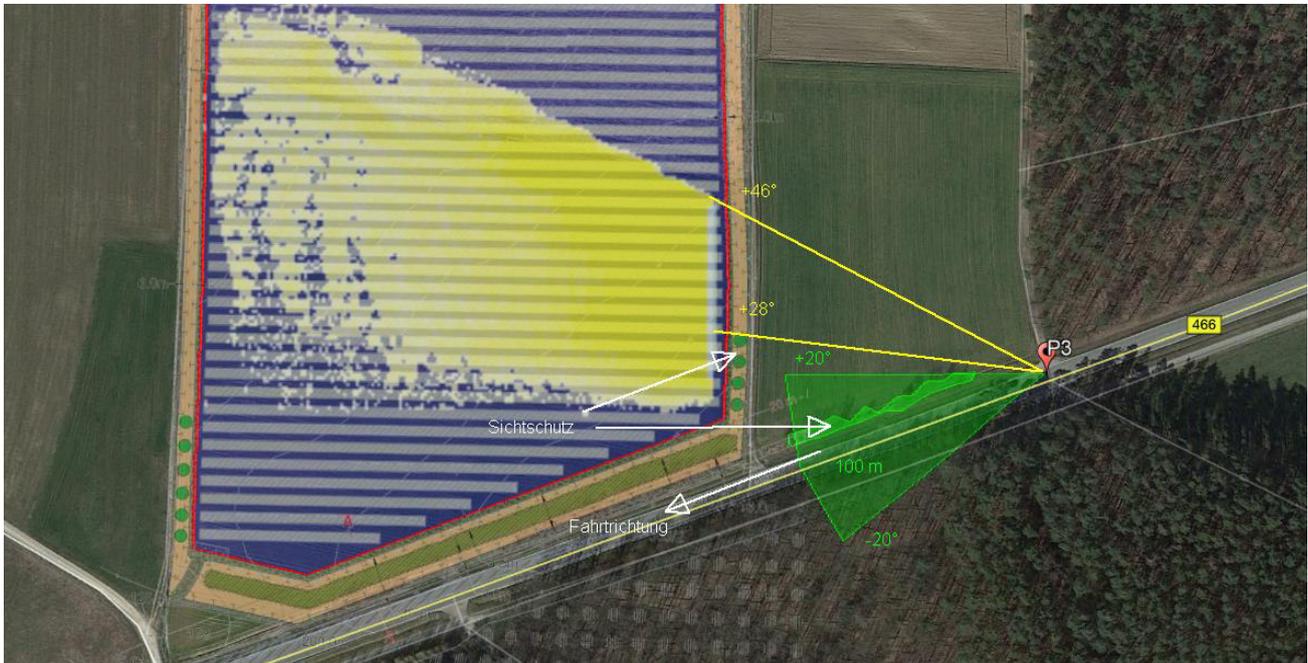


Bild 4.4.2: Situation am Messpunkt P3 bei Fahrt Richtung Südwesten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Darüber hinaus ist auch in diesem Abschnitt der B466 ein natürlicher Sichtschutz vorhanden (Bestandshecke), der einen direkten Sichtkontakt zur Immissionsquelle verhindert. Zusätzlich ist an der östlichen Geländegrenze der PV Anlage eine Anpflanzung mit Solitärsträuchern geplant, welche einen zusätzlichen Sichtschutz darstellen. Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Simulation des Sonnenstandes am Messpunkt P3 am 17. August abends um 18:00 Uhr sowie die Bestandshecke.

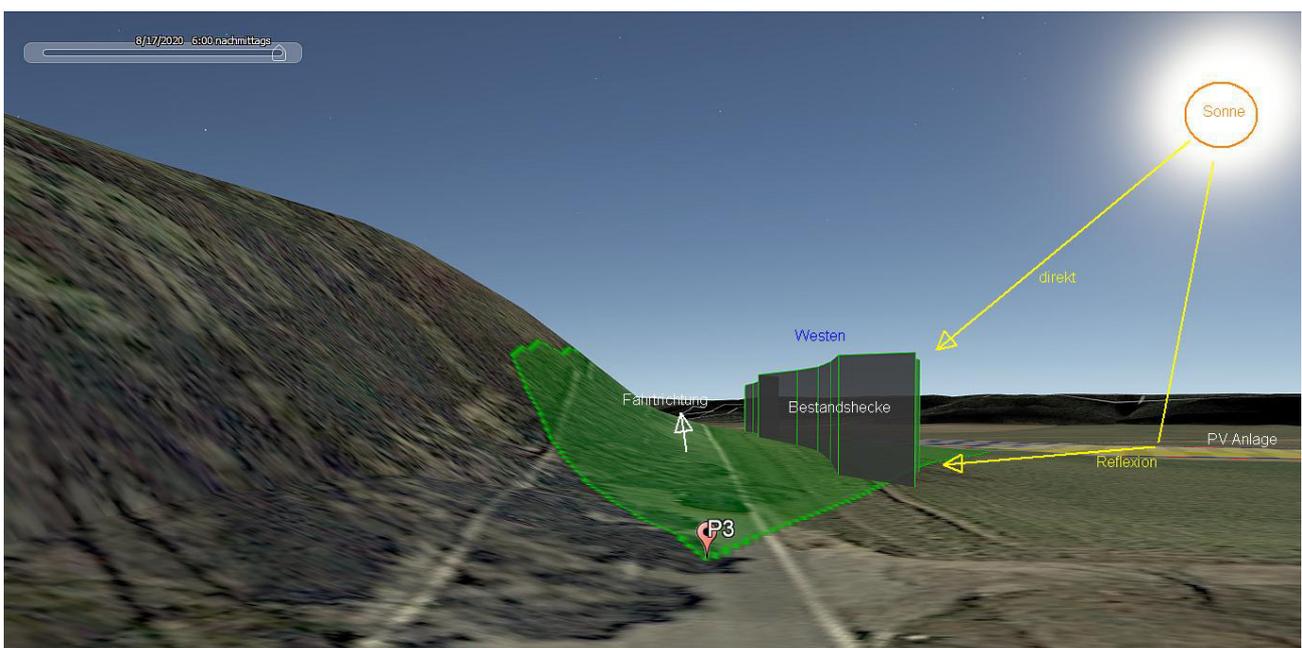


Bild 4.4.3: Simulation am Messpunkt P3, Blick Richtung Südwesten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Aufgrund der ermittelten Gegebenheiten kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P3 durch Reflexionen durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 3606 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

PV Feld - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,606 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

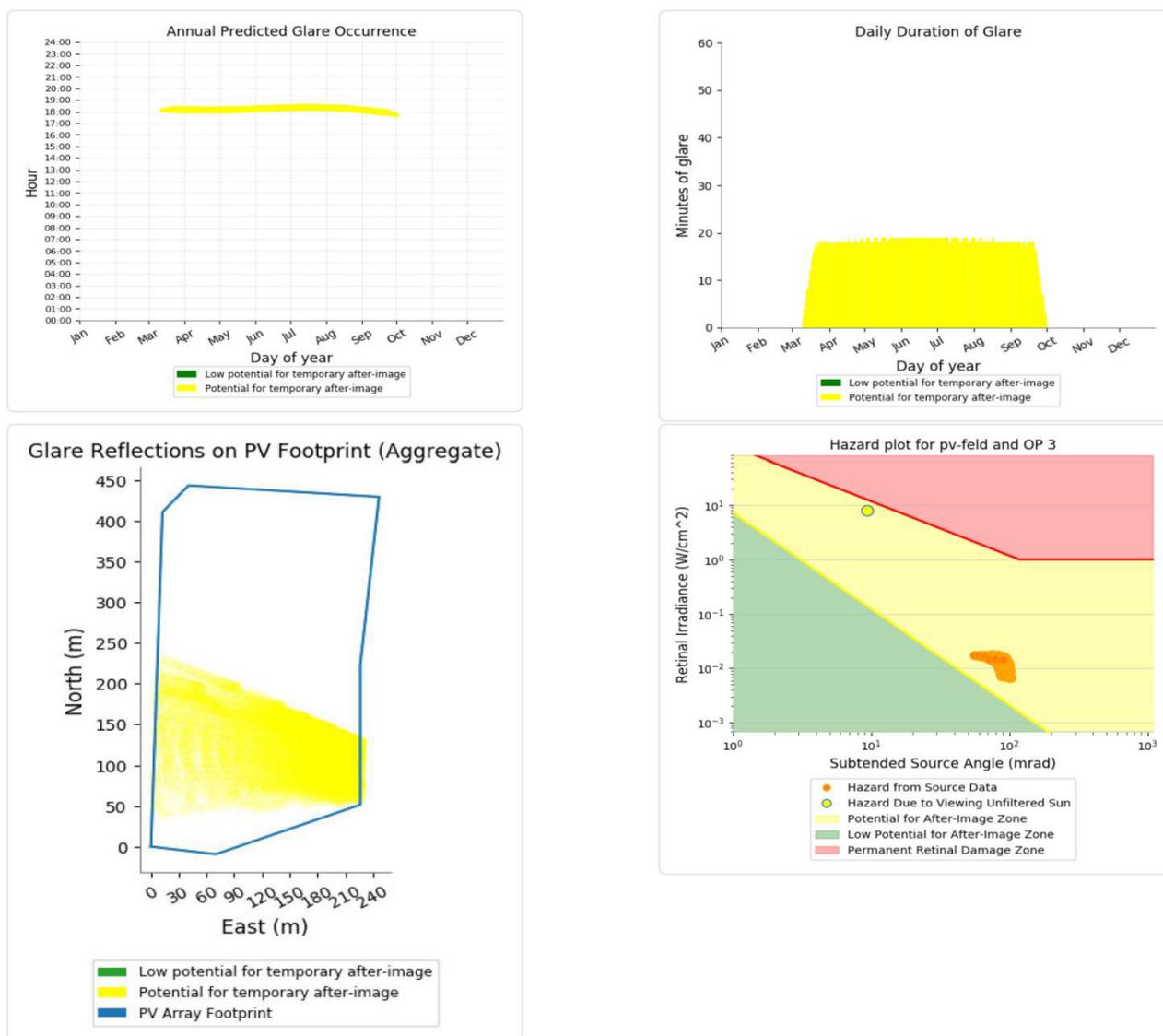


Bild 4.4.4: Ergebnisdetails für Messpunkt P3 (Quelle: Simulationsergebnisse)

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Einmündung Dorfstraße auf B466

Messpunkt P4 im Bereich der Einmündung der Dorfstraße auf die B466 wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da es sich hier um einen sicherheitsrelevanten Standort handelt, an dem erhöhte Aufmerksamkeit erforderlich ist. Der Messpunkt liegt ca. 360 m südwestlich der PV Anlage und die Simulation des Strahlenverlaufes zeigt erwartungsgemäß keine Reflexionen durch die PV Anlage. Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern kann auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Das folgende Foto zeigt die Situation in der Realität, Blick entlang der B466 nach Nordosten.



Bild 4.5.1: Foto am Messpunkt P4 mit Blick Richtung Nordosten (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Kammerstein zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der Bundesstraße B466 nur eine geringfügige und zeitlich begrenzte Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Überwiegend liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zusätzlich wird zwischen der B 466 und der PV Anlage eine Begrünungsmaßnahme realisiert, die einen direkten Sichtkontakt zur Immissionsquelle verhindert. Der Auftraggeber hat mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Im näheren und weiteren Umfeld gibt es keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie und daher sind die entsprechenden Vorgaben bzw. Empfehlungen hier nicht anwendbar.

Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Kammerstein“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁰ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“.

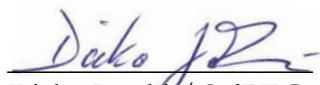
Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern (PKW/LKW) durch Reflexionen durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

6 Schlussbemerkung

Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 28.12.2020


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁰ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

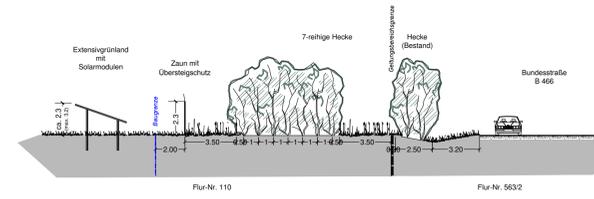


Zeichnerische Festsetzungen

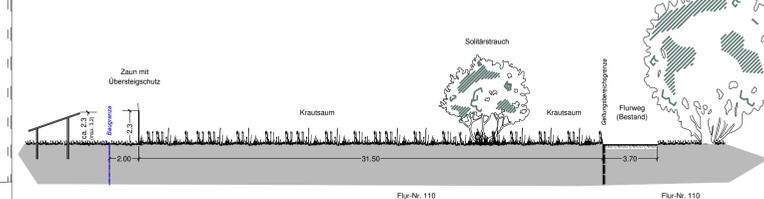
- Art der baulichen Nutzung** (§9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB)
 Sondergebiet Photovoltaikanlage gem. §11 Abs. 2 BauNVO
- Maß der baulichen Nutzung** (§9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB)
 max. zulässige Höhe für Solarmodule
 max. zulässige Höhe für Betriebsgebäude
 Grundflächenzahl
 maximal zulässige Grundfläche für Nebengebäude innerhalb der Baugrenze ohne Überschreitung der GRZ (Stromspeicher, Wechselrichter, Trafostationen)
- Bauweise, Baulinien, Baugrenzen** (§9 Abs. 1 Nr. 2 BauGB)
 Baugrenze
- Grünflächen** (§9 Abs. 1 Nr. 15 BauGB)
 extensives Grünland / artenreiche Frischwiese (Pflanzgebot A)
02 Frischwiese (30 % Blumen, 70 % Gräser) Rieger-Hofmann
- Planungen, Nutzungsregelungen, Maßnahmen und Flächen für Maßnahmen zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Boden, Natur und Landschaft** (§9 Abs. 1 Nr. 20, 25 BauGB)
 Umgrenzung von Flächen für Maßnahmen zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Boden, Natur und Landschaft
 Anpflanzen von Bäumen, Sträuchern und sonstigen Bepflanzungen
 Solitärstrauch ohne Standortbindung (Pflanzgebot B)
 Strauchpflanzung mit Gehölzen 7-/mehrreihig mit Standortbindung (Pflanzgebot C)
 Wildblumen- / Krautsaum durch Ansaat (Pflanzgebot D)
Schmetterlings-/Wildbienenraum (100% Wildblumen) Rieger Hofmann
 Anlage von Lesesteinhaufen gem. Satzungstext
 Anlage von Totholzhaufen gem. Satzungstext
- Sonstige Planzeichen**
 Grenze des räumlichen Geltungsbereichs des Bebauungsplans
 mögliche Zaunführung (Höhe max. 2,20 m zzgl. 0,5 m Übersteigenschutz)
 bestehende Baum-/Strauchhecke außerhalb des Geltungsbereichs
 Waldbestände außerhalb des Geltungsbereichs
 Kurzumtriebsplantage außerhalb des Geltungsbereichs
 dauerhafter Einfahrtsbereich
 Schotterrasen im Zufahrtsbereich
 bestehende Flurnummer
 bestehende Flurgrenze
 bestehender Flurweg
 Geländerrinne
 Solarmodule (beispielhaft)
 Sichtdreieck, l=200 m

Bauliche Nutzung	
max. Höhe Solarmodule	Grundflächenzahl
max. Höhe Nebengebäude	max. Grundfläche für Nebengebäude

SCHNITT A - A' M 1:200



SCHNITT B - B' M 1:200



VERFAHRENSVERMERKE

Der Gemeinderat hat in seiner Sitzung vom die Aufstellung des Bebauungsplanes "Solarpark Kammerstein" beschlossen. Der Aufstellungsbeschluss wurde am ortsüblich bekanntgemacht.

Die frühzeitige Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß § 3 Abs. 1 BauGB mit öffentlicher Darlegung und Anhörung für den Vorentwurf des Bebauungsplans in der Fassung vom hat in der Zeit vom bis stattgefunden.

Die frühzeitige Beteiligung der Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange gemäß § 4 Abs. 1 BauGB für den Vorentwurf des Bebauungsplans in der Fassung vom hat in der Zeit vom bis stattgefunden.

Zu dem Entwurf des Bebauungsplans in der Fassung vom wurden die Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange gemäß § 4 Abs. 2 BauGB in der Zeit vom bis beteiligt.

Der Entwurf des Bebauungsplans in der Fassung vom wurde mit der Begründung gemäß § 3 Abs. 2 BauGB in der Zeit vom bis öffentlich ausgelegt.

Die Gemeinde Kammerstein hat mit Beschluss vom den Bebauungsplan gemäß § 10 Abs. 1 BauGB in der Fassung vom als Satzung beschlossen.

Gemeinde Kammerstein, den

Wolfram Göll, 1. Bürgermeister

Der Satzungsbeschluss zu dem Bebauungsplan wurde am gemäß § 10 Abs. 3 Halbsatz 2 BauGB ortsüblich bekanntgemacht.

Der Bebauungsplan ist damit in Kraft getreten.

Lageplan



Projekt
Bebauungsplan Nr. K11
"Solarpark Kammerstein"

Auftraggeber
Gemeinde Kammerstein

Plan
Entwurf

Plan Nr.: 1	Projekt Nr.: 22031	Maßstab: 1:1.000
Datum: 26.01.2021		Plangröße: DIN A1

Ergänzt:
 Bearbeitet: J. Ermisch, Dipl.Ing.(FH), Landschaftsarchitekt, M. von der Mehden, Dipl.Ing.(FH), Landschaftsarchitektin
 Unterschrift:

Jörg Ermisch
 Dipl.Ing.(FH)
 Gartenstraße 13
 Tel. 09171/87549

Lucia Ermisch
 LandschaftsArchitekten
 91154 Roth
 Fax. 09171/87560
 www.Ermisch-Partner.de / info@Ermisch-Partner.de

Cheetah 60M-V 315-335 Watt

MONO PERC MODULE

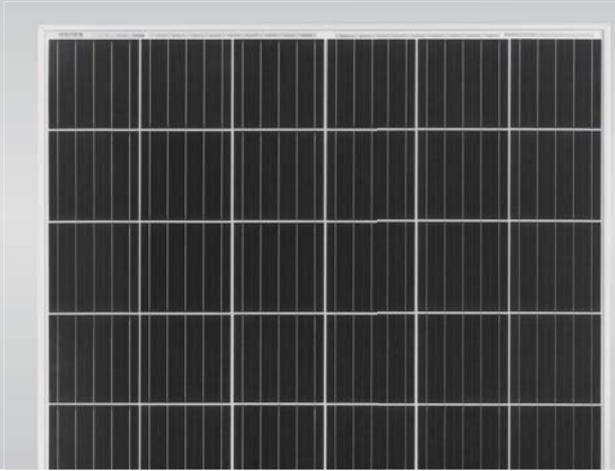
Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory

IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



PERC



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Voltage

UL and IEC 1500V certified; lowers BOS costs and yields better LCOE



High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 20.08%) benefit from Passivated Emmitter Rear Contact (PERC) technology.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



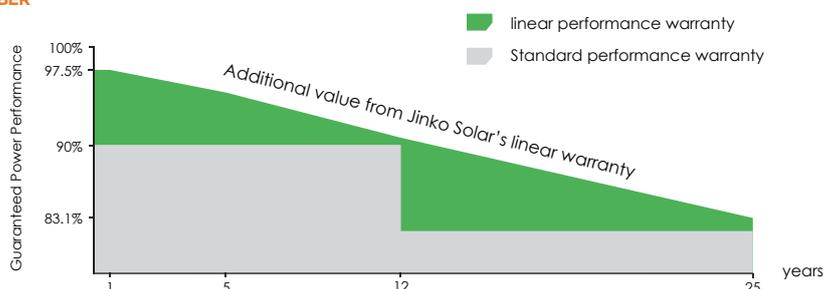
Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

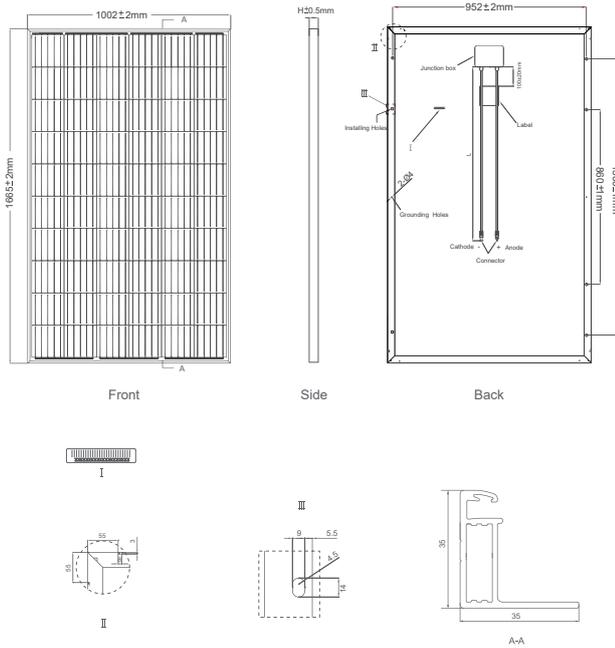


LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

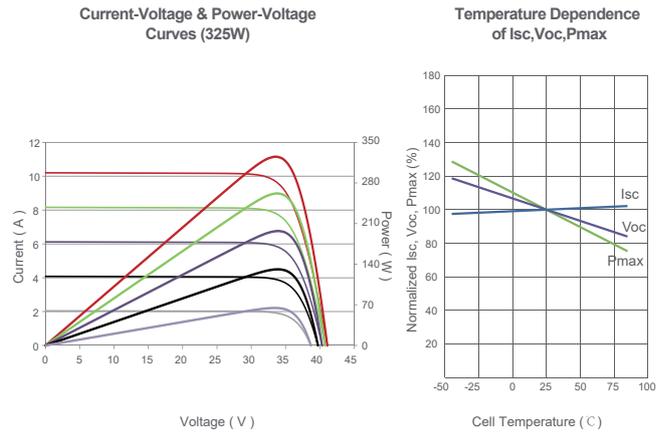
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of cells	60 (6×10)
Dimensions	1665×1002×35mm (65.55×39.45×1.38 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² ; Length 900mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallet, 62pcs/stack, 868pcs/40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM315M-60-V		JKM320M-60-V		JKM325M-60-V		JKM330M-60-V		JKM335M-60-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	315Wp	235Wp	320Wp	239Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.2V	31.2V	33.4V	31.4V	33.6V	31.6V	33.8V	31.8V	34.0V	32.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.56A	9.59A	7.62A	9.68A	7.66A	9.77A	7.74A	9.87A	7.82A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.7V	37.6V	40.9V	37.8V	41.1V	38.0V	41.3V	38.2V	41.5V	38.4V
Short-circuit Current (Isc)	10.04A	8.33A	10.15A	8.44A	10.20A	8.54A	10.31A	8.65A	10.36A	8.74A
Module Efficiency STC (%)	18.88%		19.18%		19.48%		19.78%		20.08%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀ Irradiance 1000W/m²

📏 Cell Temperature 25°C

☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m²

📏 Ambient Temperature 20°C

☁ AM=1.5

🌀 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM315-335M-60-V-A2-EN

Site Configuration: Kammerstein



Created **Dec. 22, 2020 4:41 p.m.**
 Updated **Dec. 22, 2020 4:42 p.m.**
 DNI **varies** and peaks at **1,000.0 W/m²**
 Analyze every **1 minute(s)**
0.5 ocular transmission coefficient
0.002 m pupil diameter
0.017 m eye focal length
9.3 mrad sun subtended angle
 Timezone **UTC+1**
 Site Configuration ID: 47400.1215

Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	20.0	180.0	0	8,485	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad
Approx. area: 94,971 sq-m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.294868	10.965890	393.43	2.00	395.43
2	49.298562	10.966061	390.34	2.00	392.34
3	49.298856	10.966448	390.14	2.00	392.14
4	49.298730	10.969280	390.10	2.00	392.10
5	49.296869	10.969001	393.45	2.00	395.45
6	49.295330	10.969001	398.03	2.00	400.03
7	49.294784	10.966855	395.81	2.00	397.81

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.294034	10.964817	392.02	2.00	394.02
OP 2	49.294761	10.967671	397.08	2.00	399.08
OP 3	49.295489	10.970653	398.17	2.00	400.17
OP 4	49.292928	10.962220	388.23	2.00	390.23

PV Array Results

Summary of PV Glare Analysis PV configuration and predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File 
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	20.0	180.0	0	8,485	-	

Click the name of the PV array to scroll to its results

PV & Receptor Analysis Results detailed results for each PV array and receptor

PV Feld potential temporary after-image

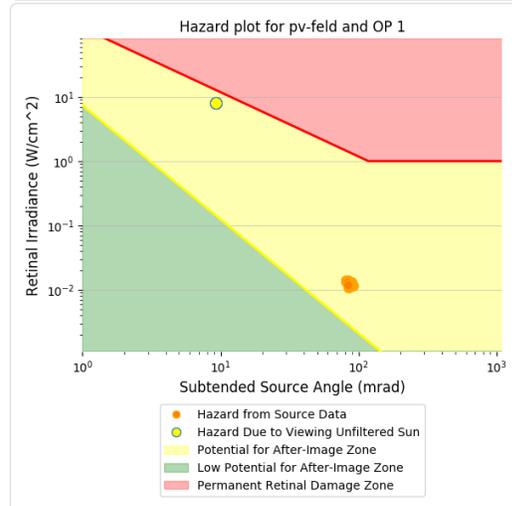
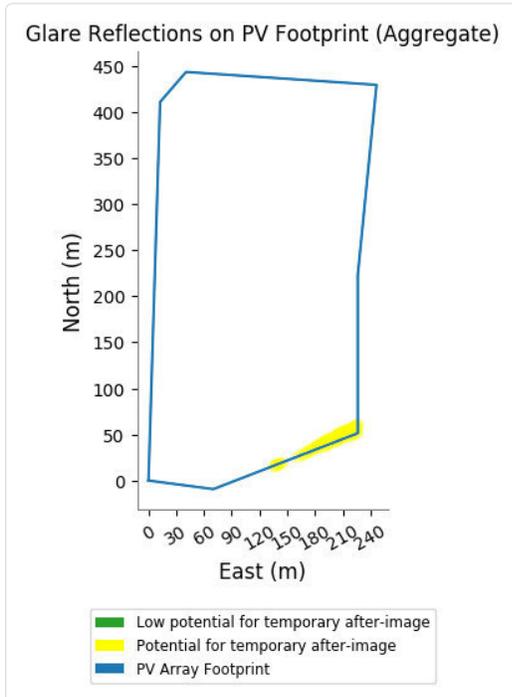
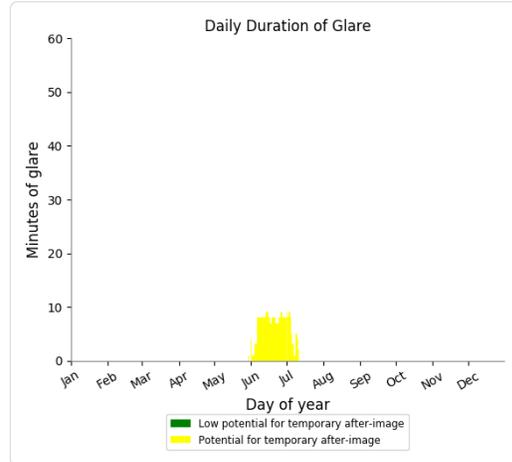
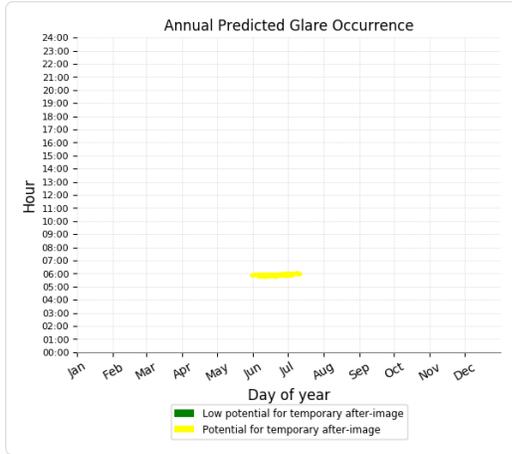


Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	267
OP: OP 2	0	4612
OP: OP 3	0	3606
OP: OP 4	0	0

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

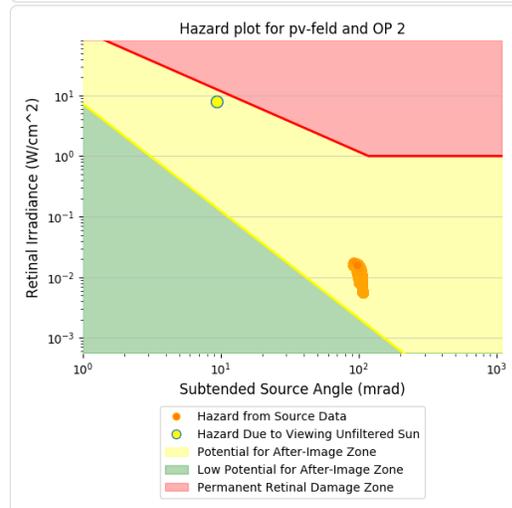
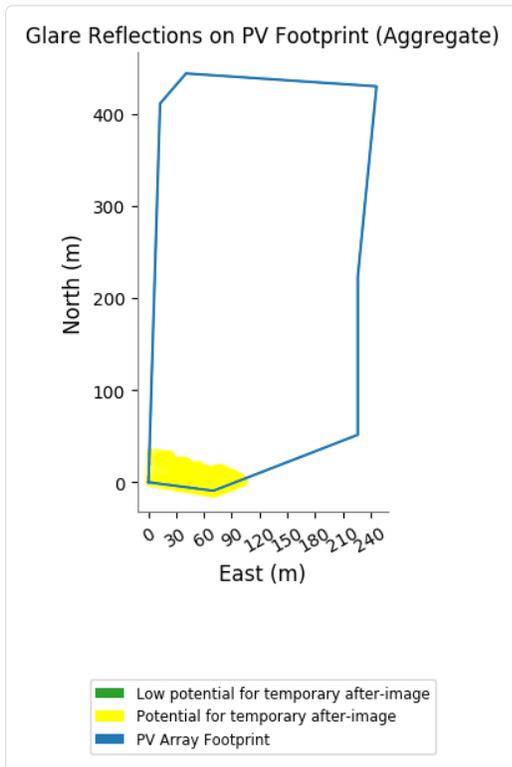
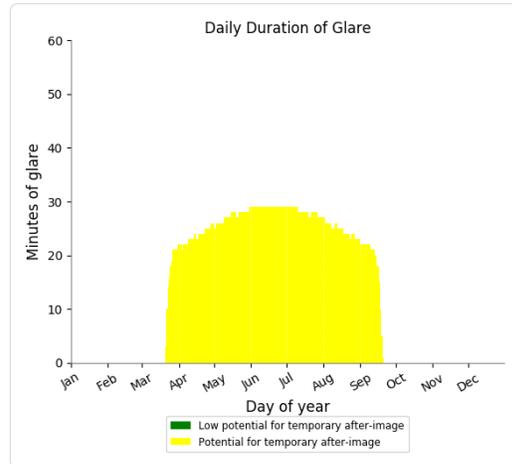
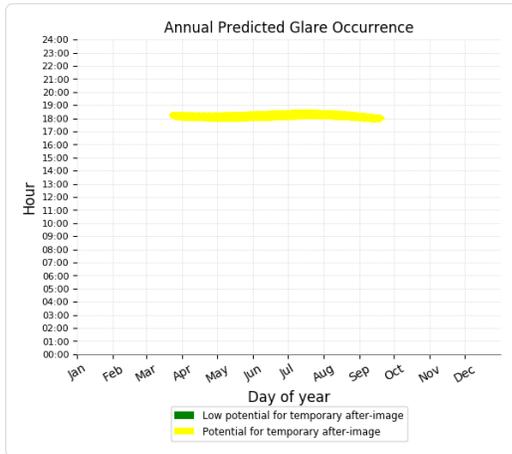
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 267 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

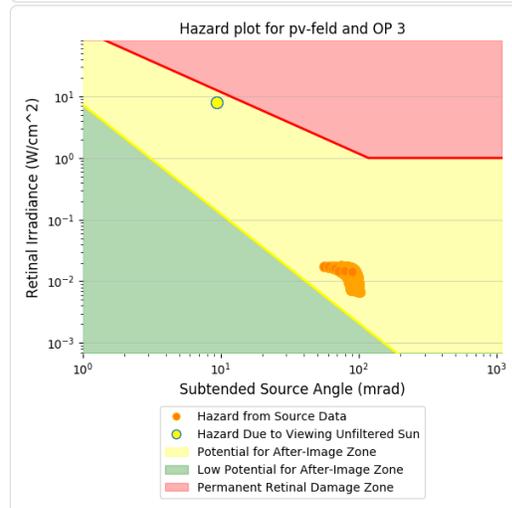
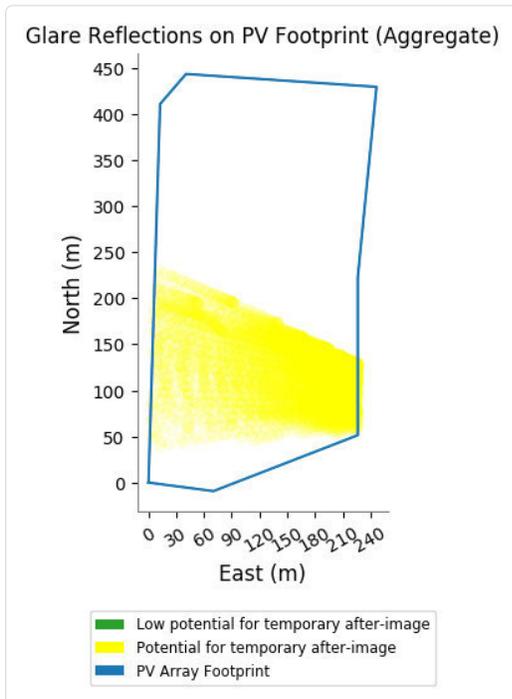
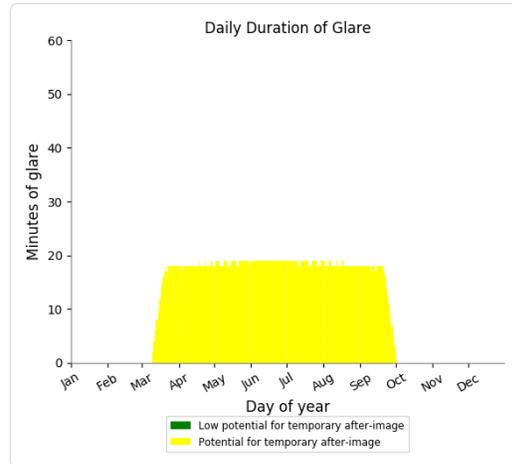
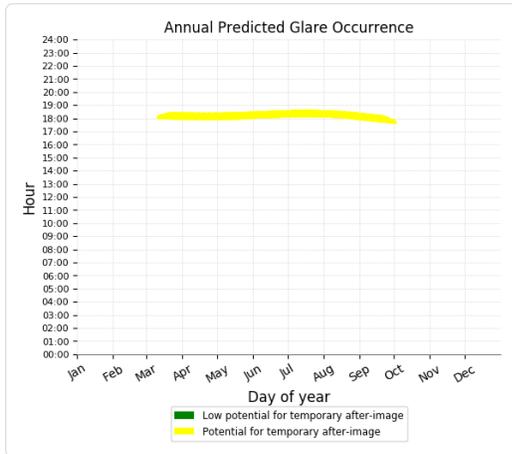
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,612 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,606 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

No glare found

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Glare analysis methods used: OP V1, FP V1, Route V1
- Refer to the **Help page** for assumptions and limitations not listed here.

Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtense dGlare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Tag	Anzahl	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 1
0,013807	694,2423	2	0,303009	0,011931	0,084575	71,9	13,5	0,925	0,301	0,233	-0,925	-0,381	-0,015	25. Jun.	1	06:01	06:01							
0,014882	687,0727	2	0,339416	0,013227	0,082644	70,7	12,7	0,921	0,323	0,22	-0,921	-0,389	-0,038	26. Jun.	1	06:01	06:01							
0,014073	693,1925	2	0,311178	0,012258	0,084032	71,4	13,3	0,922	0,31	0,231	-0,922	-0,386	-0,022	27. Jun.	1	06:01	06:01							
0,013706	696,2339	2	0,298787	0,011799	0,084836	71,8	13,7	0,923	0,304	0,236	-0,923	-0,385	-0,014	28. Jun.	2	06:00	06:02							
0,013672	697,7499	2	0,292488	0,011575	0,085964	71,9	13,8	0,923	0,301	0,239	-0,923	-0,384	-0,011	29. Jun.	2	06:00	06:02							
0,01356	697,5107	2	0,290594	0,011496	0,085869	71,8	13,9	0,922	0,303	0,24	-0,922	-0,386	-0,01	30. Jun.	2	06:00	06:02							
0,013505	699,9779	2	0,28881	0,011466	0,085775	71,8	14	0,922	0,304	0,242	-0,922	-0,388	-0,01	1. Jul.	3	06:00	06:02							
0,015102	690,331	2	0,333092	0,013042	0,08462	70,4	13	0,918	0,326	0,225	-0,918	-0,395	-0,037	2. Jul.	3	06:00	06:02							
0,013995	699,4146	2	0,293305	0,011635	0,087187	71,5	13,9	0,92	0,308	0,241	-0,92	-0,391	-0,013	3. Jul.	3	06:01	06:03							
0,013427	700,9177	2	0,287135	0,011415	0,085683	71,7	14,1	0,921	0,305	0,243	-0,921	-0,39	-0,009	4. Jul.	3	06:01	06:03							
0,01482	691,2929	2	0,33124	0,012988	0,083616	70,4	13,1	0,917	0,327	0,226	-0,917	-0,396	-0,037	5. Jul.	3	06:01	06:03							
0,013834	700,3458	2	0,291699	0,011587	0,086688	71,4	14	0,92	0,309	0,242	-0,92	-0,392	-0,013	6. Jul.	2	06:02	06:03							
0,013354	701,8439	2	0,285567	0,011368	0,085594	71,6	14,2	0,92	0,306	0,245	-0,92	-0,392	-0,009	7. Jul.	1	06:03	06:03							
0,015423	684,9197	2	0,358508	0,013927	0,081541	69,6	12,5	0,915	0,34	0,217	-0,915	-0,4	-0,052	8. Jul.	1	06:04	06:04							
0,015502	687,9751	2	0,343717	0,013412	0,084496	69,9	12,9	0,916	0,334	0,222	-0,916	-0,399	-0,044	9. Jul.	3	06:01	06:04							
0,015246	689,4982	2	0,336542	0,013161	0,084644	70,1	13	0,916	0,331	0,225	-0,916	-0,399	-0,04	10. Jul.	2	06:01	06:03							
0,014519	691,0183	2	0,329512	0,012915	0,082588	70,3	13,2	0,917	0,328	0,228	-0,917	-0,398	-0,036	11. Jul.	1	06:03	06:03							
0,015128	692,5354	2	0,322622	0,012672	0,086679	70,5	13,3	0,917	0,325	0,23	-0,917	-0,397	-0,032											
0,014273	698,5729	2	0,296424	0,011745	0,08787	71,2	13,9	0,919	0,313	0,241	-0,919	-0,395	-0,017											
0,013657	700,0746	2	0,290201	0,011523	0,086195	71,4	14,1	0,919	0,31	0,243	-0,919	-0,394	-0,013											
0,013263	701,5732	2	0,284104	0,011305	0,085507	71,5	14,2	0,919	0,307	0,246	-0,919	-0,393	-0,009											
0,015288	685,8822	2	0,356744	0,013878	0,081176	69,5	12,6	0,914	0,341	0,218	-0,914	-0,402	-0,052											
0,015322	688,9273	2	0,342034	0,013365	0,083938	69,9	12,9	0,915	0,335	0,224	-0,915	-0,401	-0,044											
0,015042	690,4454	2	0,334899	0,013115	0,083967	70,1	13,1	0,916	0,332	0,226	-0,916	-0,4	-0,04											
0,015239	691,9604	2	0,327907	0,012869	0,086134	70,2	13,2	0,916	0,329	0,229	-0,916	-0,399	-0,036											
0,015001	693,4724	2	0,321055	0,012628	0,086349	70,4	13,4	0,917	0,326	0,231	-0,917	-0,399	-0,032											
0,014135	699,4897	2	0,294999	0,011704	0,087458	71,1	14	0,918	0,314	0,242	-0,918	-0,396	-0,016											
0,013512	700,9864	2	0,28881	0,011483	0,085711	71,3	14,2	0,918	0,311	0,245	-0,918	-0,395	-0,012											
0,0132	702,4799	2	0,282746	0,011266	0,085424	71,5	14,3	0,919	0,308	0,247	-0,919	-0,395	-0,008											
0,015125	688,6378	2	0,340479	0,013299	0,083391	69,8	13	0,915	0,336	0,225	-0,915	-0,402	-0,044											
0,014822	690,1564	2	0,333381	0,01305	0,083297	70	13,1	0,915	0,333	0,227	-0,915	-0,401	-0,04											
0,015016	691,672	2	0,326425	0,012806	0,085471	70,2	13,3	0,916	0,33	0,23	-0,916	-0,401	-0,036											
0,015163	693,1846	2	0,319608	0,012566	0,0874	70,3	13,4	0,916	0,327	0,233	-0,916	-0,4	-0,032											
0,014738	696,2005	2	0,306382	0,012098	0,088032	70,7	13,8	0,917	0,321	0,238	-0,917	-0,399	-0,024											
0,013982	699,2042	2	0,293683	0,011647	0,087058	71,1	14,1	0,917	0,315	0,243	-0,917	-0,398	-0,016											
0,013353	700,7015	2	0,287525	0,011427	0,08524	71,2	14,2	0,918	0,312	0,246	-0,918	-0,397	-0,012											
0,013121	702,1957	2	0,281491	0,011211	0,085345	71,4	14,4	0,918	0,309	0,248	-0,918	-0,396	-0,008											
0,014999	691,0858	2	0,339052	0,01329	0,08286	69,8	13	0,914	0,337	0,226	-0,914	-0,403	-0,043											
0,014673	692,5964	2	0,331987	0,013041	0,082643	69,9	13,2	0,915	0,334	0,228	-0,914	-0,403	-0,039											
0,014862	694,1039	2	0,325063	0,012797	0,084819	70,1	13,4	0,915	0,331	0,231	-0,915	-0,402	-0,036											
0,015091	695,6084	2	0,318278	0,012557	0,087126	70,3	13,5	0,915	0,328	0,234	-0,915	-0,401	-0,032											
0,014636	698,6083	2	0,305114	0,01209	0,087616	70,6	13,8	0,916	0,322	0,239	-0,916	-0,4	-0,024											
0,013892	701,5959	2	0,292474	0,011638	0,086674	71	14,1	0,917	0,316	0,244	-0,917	-0,399	-0,016											
0,013255	703,0851	2	0,286344	0,011419	0,084786	71,2	14,3	0,917	0,313	0,247	-0,917	-0,398	-0,012											
0,013097	704,5712	2	0,280338	0,011203	0,085269	71,4	14,4	0,918	0,31	0,249	-0,918	-0,397	-0,008											
0,015666	687,7538	2	0,352251	0,013741	0,083557	69,4	12,8	0,913	0,344	0,222	-0,913	-0,406	-0,051											

Potentielle Reflexionen am Messpunkt 1:

0 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

0 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 268 Einträgen /-71):

- 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenenergie)
- 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
- 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

Normal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtende d/Grad	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 2
0,022454	560,4545	2	0,495195	0,015741	0,098114	268,3	1,5	-0,999	-0,03	0,026	0,999	0,006	0,039	13. Apr.	1	17:57	17:57	15.04.2020	25.08.2020	29	3337	17:55	18:33	
0,022942	555,8448	2	0,518419	0,016344	0,097123	268,7	1,1	-1	-0,023	0,02	1	0,005	0,03	14. Apr.	3	17:57	17:59							
0,022934	551,2118	2	0,542734	0,016968	0,09476	269,1	0,8	-1	-0,017	0,014	1	0,004	0,022	15. Apr.	5	17:57	18:01							
0,020458	577,9089	2	0,413134	0,013542	0,10159	267,2	2,9	-0,998	-0,048	0,051	0,998	0,004	0,07	16. Apr.	5	17:57	18:01							
0,021256	571,107	2	0,442531	0,014335	0,100472	267,8	2,4	-0,998	-0,038	0,042	0,998	0,002	0,057	17. Apr.	7	17:57	18:03							
0,021403	568,8309	2	0,452789	0,014608	0,099747	268	2,3	-0,999	-0,035	0,039	0,999	0,001	0,053	18. Apr.	9	17:57	18:05							
0,022333	561,9765	2	0,485013	0,015459	0,09889	268,6	1,8	-0,999	-0,025	0,031	0,999	-0,001	0,04	19. Apr.	10	17:57	18:06							
0,022136	559,6831	2	0,496257	0,015753	0,097188	268,7	1,6	-0,999	-0,022	0,028	0,999	-0,001	0,036	20. Apr.	12	17:56	18:07							
0,02265	557,3854	2	0,507762	0,016052	0,097446	268,9	1,4	-1	-0,019	0,025	1	-0,002	0,031	21. Apr.	14	17:56	18:09							
0,022656	555,0834	2	0,519533	0,016357	0,096297	269,1	1,3	-1	-0,015	0,022	1	-0,003	0,027	22. Apr.	15	17:56	18:10							
0,023052	552,7771	2	0,531578	0,016666	0,096207	269,3	1,1	-1	-0,012	0,02	1	-0,003	0,023	23. Apr.	17	17:56	18:12							
0,022558	550,4666	2	0,543902	0,016981	0,093662	269,5	1	-1	-0,009	0,017	1	-0,004	0,018	24. Apr.	18	17:56	18:13							
0,02266	548,1519	2	0,556512	0,017302	0,092757	269,7	0,8	-1	-0,005	0,014	1	-0,005	0,014	25. Apr.	20	17:55	18:14							
0,019585	585,9628	2	0,386514	0,012846	0,102136	267,1	3,5	-0,997	-0,05	0,062	0,997	-0,001	0,08	26. Apr.	22	17:55	18:16							
0,019828	583,7283	2	0,395472	0,013093	0,101733	267,3	3,4	-0,997	-0,047	0,059	0,997	-0,002	0,075	27. Apr.	23	17:55	18:17							
0,020322	579,2459	2	0,414018	0,013602	0,100926	267,7	3,1	-0,998	-0,04	0,053	0,998	-0,003	0,067	28. Apr.	25	17:55	18:19							
0,021116	574,7459	2	0,433434	0,014129	0,100943	268,1	2,7	-0,998	-0,034	0,048	0,998	-0,005	0,058	29. Apr.	26	17:55	18:20							
0,021088	572,4894	2	0,443482	0,0144	0,099719	268,3	2,6	-0,999	-0,03	0,045	0,999	-0,005	0,054	30. Apr.	26	17:55	18:20							
0,021136	570,2285	2	0,453763	0,014676	0,098702	268,4	2,4	-0,999	-0,027	0,042	0,999	-0,006	0,05	1. Mai.	25	17:55	18:19							
0,022266	565,6938	2	0,475047	0,015242	0,099568	268,8	2,1	-0,999	-0,021	0,036	0,999	-0,008	0,041	2. Mai.	25	17:55	18:19							
0,022137	563,42	2	0,48606	0,015533	0,098061	269	1,9	-0,999	-0,017	0,033	0,999	-0,008	0,037	3. Mai.	26	17:55	18:20							
0,022685	561,1419	2	0,497329	0,015828	0,098404	269,2	1,8	-0,999	-0,014	0,031	0,999	-0,009	0,032	4. Mai.	26	17:55	18:20							
0,022442	558,8595	2	0,508859	0,01613	0,096577	269,4	1,6	-1	-0,011	0,028	1	-0,01	0,028	5. Mai.	26	17:55	18:20							
0,02241	556,5729	2	0,520657	0,016436	0,095311	269,6	1,4	-1	-0,007	0,025	1	-0,01	0,024	6. Mai.	26	17:55	18:20							
0,022819	554,2821	2	0,532728	0,016748	0,095266	269,8	1,3	-1	-0,004	0,022	1	-0,011	0,02	7. Mai.	26	17:55	18:20							
0,023002	551,9871	2	0,545079	0,017065	0,094588	270	1,1	-1	-0,001	0,019	1	-0,012	0,015	8. Mai.	26	17:55	18:20							
0,02229	549,6879	2	0,557716	0,017388	0,091376	270,1	0,9	-1	0,003	0,016	1	-0,012	0,011	9. Mai.	27	17:55	18:21							
0,019098	593,8679	2	0,369997	0,012463	0,102438	267,2	4	-0,996	-0,049	0,07	0,996	-0,007	0,085	10. Mai.	27	17:55	18:21							
0,019723	589,4505	2	0,387349	0,01295	0,10207	267,6	3,7	-0,997	-0,042	0,064	0,997	-0,009	0,077	11. Mai.	27	17:55	18:21							
0,019758	587,2351	2	0,396328	0,0132	0,101034	267,8	3,5	-0,997	-0,039	0,061	0,997	-0,01	0,072	12. Mai.	27	17:55	18:21							
0,020237	585,0153	2	0,405516	0,013455	0,101323	267,9	3,4	-0,998	-0,036	0,059	0,998	-0,01	0,068	13. Mai.	27	17:55	18:21							
0,02021	582,7912	2	0,414916	0,013715	0,100094	268,1	3,2	-0,998	-0,032	0,056	0,998	-0,011	0,064	14. Mai.	27	17:55	18:21							
0,021041	580,5626	2	0,424535	0,013979	0,101368	268,3	3	-0,998	-0,029	0,053	0,998	-0,012	0,059	15. Mai.	28	17:55	18:22							
0,021052	578,3297	2	0,434378	0,014248	0,100255	268,5	2,9	-0,998	-0,026	0,05	0,998	-0,012	0,055	16. Mai.	28	17:55	18:22							
0,020942	576,0925	2	0,444448	0,014522	0,098781	268,7	2,7	-0,999	-0,023	0,047	0,999	-0,013	0,051	17. Mai.	28	17:55	18:22							
0,022255	571,605	2	0,465296	0,015085	0,100166	269,1	2,4	-0,999	-0,016	0,042	0,999	-0,015	0,042	18. Mai.	28	17:55	18:22							
0,022185	569,3548	2	0,476083	0,015374	0,098822	269,3	2,2	-0,999	-0,013	0,039	0,999	-0,015	0,038	19. Mai.	28	17:55	18:22							
0,021964	567,1004	2	0,487121	0,015668	0,097042	269,5	2,1	-0,999	-0,009	0,036	0,999	-0,016	0,034	20. Mai.	27	17:56	18:22							
0,022604	564,8417	2	0,498414	0,015968	0,097646	269,7	1,9	-0,999	-0,006	0,033	0,999	-0,017	0,029	21. Mai.	27	17:56	18:22							
0,022264	562,5788	2	0,509969	0,016272	0,09553	269,8	1,7	-1	-0,003	0,03	1	-0,017	0,025	22. Mai.	28	17:56	18:23							
0,022187	560,3116	2	0,521792	0,016582	0,094119	270	1,6	-1	0,001	0,027	1	-0,018	0,021	23. Mai.	28	17:56	18:23							
0,023301	558,0402	2	0,533889	0,016898	0,096017	270,2	1,4	-1	0,004	0,025	1	-0,019	0,016	24. Mai.	28	17:56	18:23							
0,022784	555,7647	2	0,546266	0,017219	0,093412	270,4	1,2	-1	0,007	0,022	1	-0,019	0,012	25. Mai.	28	17:56	18:23							
0,018903	597,2658	2	0,362408	0,012277	0,102717	267,4	4,3	-0,996	-0,044	0,075	0,996	-0,014	0,086	26. Mai.	28	17:56	18:23							
0,018976	595,0782	2	0,37081	0,012515	0,101805	267,6	4,2	-0,997	-0,041	0,072	0,997	-0,015	0,082	27. Mai.	28	17:57	18:24							
0,019533	592,8862	2	0,379406	0,012758	0,102381	267,8	4	-0,997	-0,038	0,07	0,997	-0,016	0,078	28. Mai.	28	17:57	18:24							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt 2:
3337 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
2240 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
1097 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
29 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4613 Einträgen /-12):
1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

